



Report Offerte

**Analisi mensile delle
offerte gas e power**

Escalation nel Golfo: Hormuz agita il TTF

Stoccaggi UE ai minimi: Italia pronta alle MVS

DL Energia: taglio ASOS e bonus alle famiglie

L'APPROFONDIMENTO

**Price Cap: il
modello del
Regno Unito**

di M. Giua, S. Baldini

Marzo

2026

Report offerte GAS e POWER

Indagine condotta sulle offerte pubblicate sul Portale Offerte

DISCLAIMER E CONDIZIONI DI UTILIZZO

La raccolta, l'elaborazione e la redazione dei dati e delle informazioni contenute nel presente report sono state effettuate con la massima cura e diligenza professionale rielaborando gli open data del Portale Offerte. La presenza di eventuali inesattezze, errori od omissioni involontarie, anche derivanti da modifiche intervenute successivamente alla data di estrazione dei dati, non possono comportare specifiche responsabilità di Enelab Srl. Il contenuto di questo report viene fornito esclusivamente a scopo informativo e non costituisce in alcun modo consulenza professionale. I mercati energetici sono soggetti a continue variazioni e le informazioni contenute nel presente documento potrebbero non essere aggiornate in tempo reale. Si invita pertanto il lettore a verificare autonomamente l'accuratezza, la completezza e l'attualità delle informazioni utilizzate, nonché ad effettuare le opportune valutazioni in relazione alle proprie esigenze specifiche. Enelab Srl non è responsabile per le decisioni prese in base alle informazioni contenute nel report o per eventuali danni, diretti o indiretti, derivanti dall'utilizzo di tali informazioni. La pubblicazione in formato digitale è registrata con ISSN 3035-3386 e distribuita con Licenza Creative Commons Attribuzione 4.0 Internazionale: ciò significa che è possibile copiarla, distribuirla e comunicarla al pubblico, anche per scopi commerciali, a condizione di attribuire la paternità dell'opera e di indicare se sono state apportate modifiche, come previsto dalla licenza di tipo CC-BY.

La sintesi del mese

SCENARI, REGOLAZIONE E MERCATI

A cura della redazione



IL CONTESTO – GUERRA ALL'IRAN ● L'attacco congiunto del 28 febbraio condotto da USA e Israele contro l'Iran, presentato come operazione "preemptive" di autodifesa per neutralizzare una minaccia percepita come imminente e impedirgli di ottenere un'arma **#nucleare**, rimescola gli equilibri di uno scenario geopolitico già estremamente fragile e complesso. L'azione, condotta a negoziati ancora in corso – come già avvenuto nell'attacco di giugno –, sarebbe stata finalizzata al "dismantling" del regime iraniano e a garantire la libertà per il popolo iraniano, secondo quanto dichiarato da **#Trump**. L'uccisione di **#Khamenei** – massima autorità religiosa sciita – dovrebbe costituire l'occasione per il popolo iraniano di raccogliere l'esortazione di Trump a ribellarsi al proprio governo, ma, a quanto mostrano i media non occidentali, le piazze iraniane non sembrano riflettere questa aspettativa. Sul piano giuridico, il **#diritto** internazionale consentirebbe l'autodifesa solo in presenza di un attacco imminente e inevitabile, ma non risulta alcun rapporto di intelligence statunitense o israeliano che affermi che l'Iran fosse in procinto di attaccare altri Stati, giustificando la qualificazione di "preemptive", né alcun rapporto che attesti che l'Iran stesse materialmente costruendo una bomba atomica. Anzi, proprio nelle ultime ore, Rafael Grossi, direttore dell'agenzia atomica internazionale **#AIEA**, ha ribadito che Teheran ha arricchito l'uranio al 60% di purezza, un livello ben oltre il fabbisogno energetico civile, ma ha escluso prove di un programma iraniano finalizzato alla costruzione di armi nucleari, la cui soglia di arricchimento è generalmente intorno al 90%. Era stato lo stesso Trump, dopo gli attacchi di giugno, ad affermare che gli impianti di **#arricchimento** di Fordow, Natanz e Isfahan erano stati "completely and totally obliterated" e le ambizioni nucleari iraniane annichilite.

La **#narrativa** dell'imminenza della bomba iraniana ha radici quarantennali: il Council on Foreign Relations (CFR), think tank statunitense, ricorda che già nel 1984 JDW – rivista britannica considerata autorevole in ambito difesa – stimava che l'Iran potesse essere "a due anni" dalla bomba; anche The Atlantic, rivista politica americana, ha documentato la ricorrenza ciclica della previsione dei "due anni" dagli anni '80 e la riproposizione di tale stima nel dibattito pubblico nel corso dei decenni. Lo stesso Netanyahu sostiene fin dal 1992 che Teheran sia "a pochi anni" dall'arma nucleare. Se, invece, ad aver ragione fosse l'AIEA, ci troveremmo di fronte a un copione simile a quello raffigurato dalla fiala che Powell mostrò all'ONU nel 2003 per sostenere l'esistenza di armi di distruzione di massa, ricostruzione poi smentita dalle ispezioni internazionali e definita una "macchia" nella propria carriera dallo stesso Powell, ma che servì a giustificare la guerra in Iraq. Il quadro appare **#paradossale** sul piano politico se si considera che la richiesta rivolta all'Iran di non dotarsi di armi nucleari proviene da uno Stato – gli USA – riconosciuto come "nuclear-weapon state" dal Trattato di Non Proliferazione e da Israele che, secondo lo Stockholm International Peace Research Institute, dispone di un arsenale nucleare non ufficialmente dichiarato, mentre Teheran continua a dichiarare che il proprio programma abbia finalità esclusivamente pacifiche. Lo stesso Khamenei aveva pronunciato una **#fatwā** (decreto religioso) che vietava la produzione, lo stoccaggio e l'uso di armi nucleari, qualificandole come haram (proibite) secondo l'interpretazione islamica. Una posizione che, pur non avendo valore di norma internazionale, ha rappresentato un vincolo politico-religioso in un ordinamento fortemente confessionale e che ora, venuta meno l'autorità che l'ha pronunciata, potrebbe essere considerata decaduta.

IL CONTESTO – STRETTO DI HORMUZ ♦ I mercati hanno reagito con forza: il gas al **#TTF** è balzato dai circa 32 €/MWh di fine febbraio agli oltre 65 €/MWh di martedì, raggiungendo i livelli più alti degli ultimi tre anni. Il rialzo riflette il blocco *de facto* dello Stretto di Hormuz, dove le navi non transitano per i rischi, pur senza una chiusura ufficiale: diversi tanker **#GNL** carichi in uscita dal **#Qatar** hanno invertito la rotta evitando il transito nello Stretto, mentre unità in zavorra destinate al carico sono rimaste in attesa o hanno fatto ritorno verso est; i dati di tracciamento mostrano l'assenza di transiti nella strozzatura e l'accumulo di metaniere nelle acque qatariote e al largo dell'Oman. Poiché circa il **#20%** dell'offerta globale di GNL – e il 100% delle esportazioni qatariote – transita da Hormuz, il blocco operativo delle navi equivale di fatto a un'interruzione fisica dei flussi, indipendentemente dalla durata formale della chiusura. Il nodo centrale non è dunque la produzione iraniana, quanto la **#stabilità** del Golfo e il ruolo del Qatar, primo esportatore mondiale di GNL. Secondo ICIS, una chiusura di tre mesi potrebbe comportare l'azzeramento dei flussi contrattualizzati qatarioti verso l'Europa per oltre 100 giorni, con impatto immediato sull'equilibrio globale domanda-offerta. Rilevanti anche gli impatti sul **#petrolio**: attraverso Hormuz transita circa un terzo dei flussi mondiali di greggio via mare e fino al 20% dei flussi petroliferi globali complessivi; in uno scenario di interruzione prolungata, ICIS stima possibili rialzi del Brent oltre i 100 USD/barile. Dopo il 2022, l'Europa ha aumentato significativamente la propria dipendenza dal GNL, incluso quello qatariota, per compensare la riduzione dei flussi russi. La quota del Qatar nelle importazioni europee di LNG è scesa negli ultimi anni fino a circa l'8%, ma **#Italia**, Belgio e Polonia risultano i Paesi maggiormente esposti, rendendo il mercato europeo particolarmente sensibile ai rischi percepiti nel Golfo; l'Italia, in particolare, figura tra i principali acquirenti europei di GNL qatariota in termini assoluti, circostanza che la rende strutturalmente sensibile alle interruzioni. In caso di chiusura prolungata, la competizione tra Asia ed Europa per i carichi tenderebbe a intensificarsi, con pressioni sulle iniezioni estive in **#stoccaggio** e rischio di carenze fisiche in Europa qualora venissero rigidamente rispettati i target di riempimento UE.

MISURE VOLONTARIE DI SOLIDARIETA' ♦ Il 22 gennaio 2026 è entrata in vigore la versione aggiornata della Disciplina del mercato del gas naturale (Disciplina **#MGAS**), un passaggio rilevante per la sicurezza degli approvvigionamenti energetici a livello sovranazionale. Il mercato per la gestione delle misure volontarie di solidarietà (**#MVS**) era stato introdotto nel MGAS il 30 dicembre 2025, in attuazione del Regolamento (UE) 2017/1938 (art. 13) e del d.lgs. 14/2021, come misura di ultima istanza per fronteggiare situazioni di **#emergenza** estrema in cui l'approvvigionamento di gas per i clienti protetti di uno Stato membro risulti a rischio. La modifica ha uno scopo specifico: estendere la possibilità di richiedere l'attivazione delle misure di solidarietà anche ad un Paese terzo **#non-UE**, a patto che questo abbia sottoscritto un accordo intergovernativo di solidarietà con il Governo italiano, come quello siglato nel marzo 2024 tra Italia, Germania e Confederazione Svizzera, in cui quest'ultima svolge il ruolo di Paese di transito dei flussi.

Contestualmente all'aggiornamento della Disciplina, **#ARERA**, con Delibera 4/2026/R/gas del 20 gennaio 2026, ha approvato l'aggiornamento della convenzione tra il **#GME** e **#SNAM** rendendo operativo in Italia il meccanismo europeo di solidarietà previsto dall'art. 13 del Regolamento (UE) 2017/1938. La convenzione disciplina i flussi informativi necessari per lo svolgimento operativo del mercato MVS ed in particolare, regola come Snam (in qualità di impresa maggiore di trasporto) e il GME devono coordinarsi per attivare le **#sessioni** di mercato in caso di emergenza. Il regolamento consente a uno Stato membro che non riesca più a garantire la fornitura ai propri clienti protetti (per definizione europea, le famiglie e i servizi essenziali quali ospedali, scuole, strutture sanitarie, sicurezza pubblica e, in determinate condizioni, teleriscaldamento civile) di richiedere gas agli Stati interconnessi, con priorità assoluta: la solidarietà è garantire la **#continuità** di fornitura a queste categorie. Il **#meccanismo** si attiva nel momento in cui il MASE riceve una richiesta di solidarietà da parte di un Paese membro o di un Paese terzo idoneo e la trasmette a Snam, specificando i volumi necessari e i punti di uscita della rete interessati. A quel punto, Snam effettua una verifica tecnica per accertarsi che vi sia capacità di trasporto sufficiente e, una volta confermata la quantità di gas effettivamente consegnabile, richiede al GME l'apertura di una sessione specifica del mercato MVS. In prima istanza si attivano le misure volontarie: le riserve di gas da inviare al Paese richiedente vengono reperite attraverso offerte di vendita a prezzo di mercato presentate dagli utenti abilitati che sono disponibili ad una riduzione **#volontaria** dei propri prelievi, rendendo così disponibile la materia prima che viene "liberata" e messa a disposizione dell'operatore richiedente solidarietà, il quale selezionerà le offerte necessarie permettendo al GME di comunicare gli esiti finali a SNAM. Qualora tali **#riduzioni** non siano sufficienti, si passa alle misure non di mercato previste dal Piano di emergenza nazionale, che possono includere riduzioni **#obbligatorie** dei consumi dei clienti non protetti. L'Allegato VIII del Regolamento (UE) 2017/1938, intitolato "Elenco delle misure non di mercato per la sicurezza dell'approvvigionamento di gas", fra le misure da considerare "non di mercato" sul versante dell'offerta, include l'utilizzo delle scorte strategiche di gas e altri interventi amministrativi relativi allo stoccaggio. In questo quadro, la Delibera ARERA specifica che l'accordo di intergovernativo del 2024 estende il meccanismo di solidarietà alla **#Svizzera** definendola come "Paese non-Ue di transito dei flussi di gas tra Italia e Germania", creando così il quadro giuridico necessario per permettere il passaggio fisico e commerciale del gas "di solidarietà" italiano attraverso il territorio elvetico verso la Germania (o viceversa). Tale configurazione infrastrutturale assume un rilievo ulteriore se si considera che la **#Germania** in questi mesi ha inviato gas all'**#Ucraina** nell'ambito di operazioni di solidarietà energetica a causa delle condizioni climatiche particolarmente rigide. Una parte dell'infrastruttura collegata al sistema **#NordStream**, infatti, viene oggi riutilizzata per alimentare l'Ucraina attraverso un riorientamento dei flussi rispetto alla direttrice originaria con il GNL statunitense giunto via nave nei terminali tedeschi e lì rigassificato prima dell'immissione nella rete nazionale.

L'implementazione in via d'urgenza delle modifiche regolatorie, nel pieno della stagione termica e in un contesto europeo caratterizzato da livelli di riempimento degli stoccaggi in calo e significativamente differenziati, sembra rispondere alla necessità strategica di abilitare tempestivamente la Svizzera per rendere operativo il **#corridoio** Italia-Svizzera-Germania-Ucraina, indispensabile per garantire, attraverso i meccanismi di mercato MVS, la sicurezza degli approvvigionamenti. La Germania si trova attualmente con livelli di riempimento degli **#stoccaggi** intorno al 21%, in netto calo rispetto al 34% registrato nello stesso periodo dello scorso anno. L'Italia, invece, presenta scorte pari al 47%, in linea con il 2025, e concentra il 28% del volume complessivamente disponibile nell'UE. Molto più critico il quadro ucraino, con livelli prossimi al 16% (riquadro B3). Rispetto a questi numeri, peraltro, occorre considerare un aspetto strettamente tecnico: quando gli stoccaggi si avvicinano a livelli al di sotto della soglia del 20% di riempimento, emerge un rischio operativo significativo poiché la **#pressione** nei giacimenti diminuisce sensibilmente, riducendo la capacità di erogazione e rendendo progressivamente più complessa e onerosa l'estrazione del gas residuo. In queste condizioni, pur in presenza di volumi ancora disponibili nel sottosuolo, la loro effettiva immissione in rete può risultare limitata, con possibili tensioni immediate sul sistema di fornitura.

DL BOLLETTA ● Il nuovo Decreto Bollette è attualmente al centro di un fitto calendario di **#audizioni** presso la Commissione Attività produttive della Camera. Sono 27 i soggetti convocati, tra cui ARERA, le rappresentanze industriali – Confindustria, Concommercio e Confartigianato – e le associazioni di settore come Elettricità Futura, Utilitalia, Assogas e Proxigas. Il confronto parlamentare mira a valutare l'impatto di una manovra che interviene sulla struttura dei **#costi** energetici combinando misure redistributive, strumenti di mercato e interventi regolatori. Il fulcro dell'intervento per il mondo produttivo riguarda il taglio delle componenti **#ASOS**, gli oneri generali di sistema destinati al finanziamento delle energie rinnovabili. Per finanziare questa riduzione senza generare squilibri di bilancio, si prevede un incremento di due punti percentuali dell'aliquota IRAP per il biennio 2026-2027, applicato alle imprese attive nella filiera energetica (estrazione, raffinazione e vendita di petrolio, gas ed elettricità), individuate tramite specifici codici ATECO. Il gettito aggiuntivo, stimato in circa **#500milioni** di euro annui, sarà destinato ad alleggerire i costi fissi nelle bollette di uffici, negozi e piccole imprese, introducendo un meccanismo **#redistributivo** in cui una parte della rendita del settore energetico viene trasferita ai consumatori produttivi. Per sostenere la riduzione degli oneri di sistema, il decreto interviene anche sugli incentivi del **#ContoEnergia** per gli impianti fotovoltaici con potenza superiore a 20 kW: i produttori possono scegliere volontariamente di ridurre la tariffa incentivante del 15% o del 30% nel periodo tra il secondo semestre 2026 e il 31 dicembre 2027, ottenendo in cambio un'estensione della convenzione rispettivamente di tre o sei mesi. In parallelo, il provvedimento rafforza i poteri di **#sorveglianza** di ARERA sul mercato elettrico all'ingrosso per prevenire comportamenti speculativi. L'Autorità

dovrà monitorare le offerte di vendita anche al fine di prevenire fenomeni di **#trattenimento** economico di capacità (economic withholding) e garantire che i prezzi riflettano correttamente i costi di produzione e l'efficienza degli impianti. Per rendere effettiva questa vigilanza, Terna dovrà mantenere aggiornato il registro delle unità produttive, permettendo di conoscere l'effettiva disponibilità degli impianti al momento dell'offerta. Per le **#famiglie**, la protezione si articola su due livelli: da un lato viene rafforzato il sostegno per i nuclei vulnerabili con un contributo straordinario di 115 euro per il 2026, che si aggiunge al bonus sociale elettrico ordinario di circa 200 euro, portando il beneficio complessivo annuo a **#315euro** per circa 2,7 milioni di famiglie. Dall'altro lato, per i nuclei con ISEE inferiore a 25.000 euro, il decreto introduce un meccanismo volontario: i venditori di energia possono riconoscere uno **#sconto** fino a 60 euro annui, prevedendo il discusso **#bollino** di responsabilità sociale per i venditori che aderiscono. Nella propria memoria ARERA segnala che l'eventuale sconto dei venditori dovrebbe essere applicato secondo criteri di non discriminazione tra i diversi segmenti di mercato (ML, Tutela, STG). Il decreto introduce inoltre misure strutturali per favorire la diffusione dei Power Purchase Agreements (**#PPA**), ossia contratti di lungo termine per la vendita di energia rinnovabile, con l'obiettivo di stabilizzare i prezzi per le imprese, ridurre la dipendenza dal costo del gas e favorire nuovi investimenti nelle rinnovabili. Infine, il decreto interviene anche sul mercato del **#gas** con misure finalizzate a ridurre il costo dell'energia prodotta da impianti termoelettrici e a contenere gli oneri per le imprese: tra queste rientrano la vendita di gas stoccato da parte di GSE e Snam e interventi sulla struttura degli oneri del sistema gas. Accanto alle misure di prezzo, il decreto affronta anche il fenomeno della "saturazione virtuale" delle reti, che limita la connessione di nuovi impianti rinnovabili pur in presenza di capacità fisica disponibile.

OFFERTE SUL PO ● A febbraio si registra una decisa ripresa delle offerte sul PO nel mercato libero (+385), in netta controtendenza rispetto alle PLACET, che calano di 160 unità. I rincari anticipati dai previsionali di febbraio sono stati confermati a marzo, con un aumento complessivo della spesa per i regimi tutelati di circa 62 € (54 € nel comparto gas e 8 € in quello power). Tale scenario riflette un incremento generalizzato della spesa annua su tutti i cluster. Nel ranking, nel domestico fisso **#OCTOPUS** (gas) e **#ITALIAGASELUCE** (luce) prevalgono sulla concorrenza, mentre sul fronte variabile resistono **#ENJOYENERGY**, che guida il gas grazie a una promozione di Carnevale, ed **#ENERGIALOCALE** che mantiene il primato nella luce. Dall'analisi dei radar chart (riquadri B4 e B5) emerge come la stragrande maggioranza delle offerte sia vendibile tramite "Tutti i canali". In questo contesto, i player differenziano la spinta commerciale sui canali di vendita "esclusivi", puntando nel domestico sull'attivazione autonoma delle offerte tramite web, canale che consente di praticare prezzi ribassati. Al contrario, per il non domestico le società si rivolgono al mercato prevalentemente tramite le Agenzie e con livelli di prezzo decisamente più alti rispetto alla media. Gli Store completano il quadro come presidio fisico territoriale con costi più contenuti.

L'approfondimento

MERCATO LIBERO E CAP REGOLATORIO: IL CASO DEL REGNO UNITO

A cura di Marco Giua e Sara Baldini  



La "Loyalty Penalty" all'origine del Price Cap

Mentre i mercati europei si confrontano con la volatilità e la necessità di proteggere i consumatori finali, il modello del Regno Unito offre un caso studio consolidato di intervento regolatorio diretto sui prezzi al dettaglio. Introdotto il 1° gennaio 2019¹ come misura temporanea per correggere le distorsioni della concorrenza, l'Energy Price Cap non si configura come un semplice calmiera amministrativo, ma si è trasformato in un meccanismo dinamico e strutturale che obbliga tutti i fornitori di energia – dai colossi come British Gas, E.ON, EDF e Octopus fino ai player minori – a non superare determinate soglie di prezzo per specifiche categorie di clienti, definendo un benchmark di riferimento per milioni di famiglie. Per comprendere la natura del Price Cap britannico è necessario analizzare il contesto che ne ha preceduto l'introduzione. Come evidenziato dall'indagine della Competition and Markets Authority (CMA)², il mercato retail britannico era caratterizzato da una profonda asimmetria riconducibile a un "two-tier market" (mercato a due livelli). Da un lato vi erano i clienti attivi, che cambiavano fornitore regolarmente accedendo a tariffe fisse scontate; dall'altro i clienti "disengaged" (inerti, inattivi), rimasti fedeli ai fornitori storici (i cosiddetti "Legacy Suppliers" o Big Six), che subivano quella che è stata definita la "Loyalty Penalty", pagando complessivamente circa 1,4 miliardi di sterline l'anno in eccesso rispetto a un benchmark stimato dalla stessa Competition and Markets Authority.

Perimetro normativo: cosa copre il Cap

Il Price Cap britannico è un tetto massimo regolatorio sui prezzi al dettaglio dell'energia che l'autorità di regolazione Ofgem impone ai fornitori per le tariffe di default dei clienti domestici. Questo tetto è stabilito in base al Domestic Gas and Electricity (Tariff Cap) Act 2018³, che richiede esplicitamente al regolatore di imporre un limite assoluto ai prezzi delle Standard Variable Tariffs e delle default tariffs domestiche. Nella pratica, il Cap non è un limite alla spesa totale, non stabilisce quanto un cliente può spendere nell'arco dell'anno, ma fissa un massimo ai due parametri unitari⁴: a) il prezzo per unità di energia consumata (unit rate) espresso in pence per kilowattora (p/kWh) e b) il costo fisso giornaliero per rimanere connessi alla rete (standing charge) espresso in pence al giorno. Il Cap si applica specificamente alle tariffe "default"⁵, che comprendono in particolare le Standard Variable Tariffs (SVT) e altre offerte a durata indeterminata nelle quali il prezzo può variare in funzione delle condizioni di mercato. Queste tariffazioni rappresentano il profilo contrattuale in cui confluiscono di norma quei clienti che non hanno effettuato uno switch attivo nel mercato libero oppure non hanno sottoscritto una

nuova tariffa a prezzo fisso alla scadenza del contratto precedente. Nel perimetro del Cap rientrano anche i "deemed contracts", ossia contratti che si attivano automaticamente in assenza di un accordo espresso tra cliente e fornitore (ad esempio in caso di trasloco in una casa già servita da un fornitore senza stipula immediata di un nuovo contratto o in caso di trasferimento automatico a un nuovo fornitore attraverso il meccanismo del "Supplier of Last Resort" (fornitore designato d'ufficio)). Il Price Cap non si applica invece ai contratti a prezzo fisso in corso, come ribadito dagli stessi fornitori: Octopus Energy, ad esempio, precisa sul proprio sito: "If you're on a fixed tariff, the first thing to know is that the price cap doesn't affect your current energy contract." Ovvero: "Se sei su una tariffa fissa, la prima cosa da sapere è che il price cap non riguarda il tuo attuale contratto energetico".

Struttura dei costi e meccanismo di aggiornamento

Il livello del Cap è determinato secondo una metodologia regolatoria strutturata, basata su un approccio bottom-up ossia costruito aggregando le singole voci di costo considerate efficienti per un fornitore di riferimento. La struttura del Cap per il periodo gennaio-marzo 2026 è costituita dalle voci della Tabella 1.

§ **Wholesale Costs** (Costi all'ingrosso): rappresentano la quota maggiore (circa il 39% nel Q1 2026⁵) e coprono l'acquisto delle commodity sui mercati a termine sulla base dei prezzi dei contratti forward.

§ **Network Costs** (Costi di rete): coprono trasporto, distribuzione, bilanciamento e gestione della rete.

§ **Policy Costs** (Costi per le politiche): finanziano schemi governativi sociali e ambientali.

§ **Supplier business costs**: includono i costi operativi dei fornitori (billing, metering, servizio clienti).

§ **EBIT**: margine di profitto fissato per garantire la sostenibilità economica delle aziende efficienti (storicamente all'1,9%, nel cap Q1 2026 è pari al 2,5% del livello medio di spesa del fornitore di riferimento).

§ **Adjustment Allowance & Headroom**: voci tecniche per coprire costi imprevisti, rischi di volume e incentivare la concorrenza.

§ **Levelisation allowance**: costi aggiuntivi legati ai metodi di pagamento (Standard Credit, Prepayment).

§ **VAT**: Imposta Valore Aggiunto (al 5%)

Tabella 1 - Struttura del Price Cap in Regno Unito

Il valore finale del Cap non è unico per tutto il territorio nazionale, ma è differenziato in base alla combinazione di regione di fornitura, tipo di fornitura (gas, elettricità, dual fuel) e metodo di pagamento; esistono infatti massimali

¹ Il price cap sull'energia garantirà un accordo più equo a 11 milioni di persone dal 1° gennaio, <https://www.ofgem.gov.uk/press-release/energy-price-cap-will-give-11-million-fairer-deal-1-january>

² Energy Market Investigation - Final report (Competition and Markets Authority, 2016), <https://www.gov.uk/government/news/cma-publishes-final-energy-market-reforms>

³ Domestic Gas and Electricity (Tariff Cap) Act 2018, <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2018/21/contents>

⁴ Energy price cap explained, <https://www.ofgem.gov.uk/information-consumers/energy-advice-households/energy-price-cap-explained>

⁵ Energy price cap - Default tariff cap levels, <https://www.ofgem.gov.uk/energy-regulation/domestic-and-non-domestic/energy-pricing-rules/energy-price-cap/energy-price-cap-default-tariff-levels>

diversi per chi paga tramite addebito diretto (Direct Debit), per chi salda la fattura alla ricezione (Standard Credit) e per i clienti con contatori a prepagamento (Prepayment meters), per poter riflettere i diversi costi di gestione del credito (bad debt) associati a ciascun metodo. Il fornitore può applicare prezzi inferiori ai massimali stabiliti, offrire sconti o proporre offerte a prezzo fisso che restano fuori dal perimetro del Cap. E infatti, come sottolinea Ofgem, il Cap non limita la bolletta totale annuale, ma il prezzo per unità di energia: a maggiori consumi corrisponde una maggiore spesa. Per garantire che il prezzo rifletta l'andamento reale dei costi all'ingrosso – proteggendo i consumatori dagli eccessi ma assicurando ai fornitori la copertura dei costi operativi – il valore del Cap viene aggiornato attraverso finestre temporali denominate “Charge Restriction Periods”, attualmente con cadenza trimestrale, con periodicità e logica che richiamano alla memoria il PFOR gas, superato in Italia nell'ottobre 2022. Gli aggiornamenti semestrali, in vigore fino al 2022, si erano rivelati inadeguati durante la crisi energetica, poiché troppo lenti nel recepire gli shock dei prezzi all'ingrosso, generando un significativo disallineamento tra costi effettivi e tariffe regolamentate applicate ai clienti.

Il Cap come benchmark e barometro di mercato

Un effetto secondario, ma rilevante, dell'esistenza del Price Cap è la sua trasformazione da “tetto massimo” a vero e proprio benchmark competitivo. In un mercato dove la SVT è regolata, alcuni fornitori hanno sviluppato strategie commerciali che utilizzano il Cap come indice di riferimento. Emergono così sul mercato offerte a tariffa variabile che non promettono un prezzo fisso, ma garantiscono uno sconto rispetto al massimale stabilito da Ofgem, come la “E.ON Next Pledge”, descritta come “*The tariff that beats the price cap*”⁶, che prevede uno sconto annuo rispetto al livello del Cap vigente, qualunque esso sia. Queste tariffe variabili, indicizzate al livello del Price Cap, consentono ai clienti più attivi di posizionarsi sistematicamente al di sotto della tariffa di default, pur restando esposti agli aggiornamenti trimestrali definiti dal regolatore. Emerge l'analogia con le nostre offerte a sconto sulla Tutela (CMEM e PE), il cui destino appare ancora indecifrabile alla luce della razionalizzazione in vigore da aprile. In questo scenario, il Price Cap definisce non solo la protezione per i clienti inattivi, ma delimita indirettamente il perimetro competitivo sul segmento variabile domestico. Ne deriva una segmentazione funzionale: i consumatori informati possono beneficiare delle dinamiche concorrenziali del mercato libero, accedendo a offerte più convenienti o strutturate su misura, mentre i clienti meno attivi nella ricerca di migliori offerte, pur rinunciando a potenziali risparmi, restano protetti da un livello massimo di prezzo che limita l'esposizione a rincari eccessivi in un mercato liberalizzato ma vigilato. Un'indagine condotta da Public First⁷ evidenzia infatti che i clienti inattivi mostrano un alto livello di fiducia verso il Cap: circa il 43% di chi non cambia fornitore dichiara

di essere convinto di trovarsi già sulla “migliore tariffa possibile”, delegando di fatto la propria tutela al tetto fissato dal regolatore. Anche l'analisi del report State of the Market di Ofgem⁸ e i briefing della House of Commons Library⁹ confermano che, nonostante una graduale riapertura del mercato, i tassi di switching (cambio fornitore) misurati ad agosto 2025 sono stati inferiori del 45% rispetto allo stesso mese del biennio pre-crisi 2020–2021, fenomeno legato a una “sicurezza” percepita del prezzo controllato dall'autorità. In ogni caso, dopo anni di stagnazione in cui il Cap fungeva di fatto da riferimento quasi unico per le offerte variabili, la recente stabilizzazione dei costi all'ingrosso ha spinto i fornitori a reintrodurre tariffe a prezzo fisso (Fixed Tariffs) altamente competitive. I dati ufficiali del Retail Market Indicators¹⁰ di Ofgem mostrano che l'offerta fissa media disponibile è scesa stabilmente sotto il Cap. Nello specifico, il 2025 ha segnato una decisa riattivazione della concorrenza: ad aprile 2025 il differenziale tra la tariffa più economica sul mercato e il Cap ha raggiunto le 260 sterline (circa 297 euro) per un cliente tipo dual fuel. Guardando ai dati più recenti, il meccanismo continua a operare come barometro del mercato. Per il periodo dal 1° gennaio al 31 marzo 2026, Ofgem ha fissato il Price Cap a £1.758 annue per un cliente domestico tipo (dual fuel, pagamento tramite Direct Debit, consumi medi standardizzati), segnando un lieve incremento dello 0,2% rispetto al trimestre precedente e confermando una fase di relativa stabilizzazione dei livelli tariffari.

Il confronto con l'Italia

La lettura congiunta dei meccanismi di regolazione tariffaria nel Regno Unito e dell'articolo dell'Ing. Zavatti pubblicato nel Report Offerte di febbraio in tema di povertà energetica, porta a interrogarsi sui possibili effetti dell'introduzione di un Price Cap anche in Italia. Oggi una valorizzazione dinamica in parte assimilabile alla SVT (Standard Variable Tariff soggetta a cap) esiste già sia nell'energia elettrica sia nel gas, attraverso il Servizio di Maggior Tutela e il Servizio di Tutela della Vulnerabilità. Tuttavia, mentre nel Regno Unito il Price Cap funge da scudo universale per chiunque non scelga attivamente un contratto, in Italia l'intervento regolatorio di ARERA si concentra prioritariamente sui clienti definiti “vulnerabili”. Questa categoria include i cittadini in disagio economico (percettori di bonus sociale), i soggetti con disabilità ai sensi della Legge 104, gli utenti che necessitano di apparecchiature elettromedicali, le utenze in strutture abitative di emergenza a seguito di eventi calamitosi e, per criterio anagrafico, gli over 75. Proprio quest'ultimo gruppo rappresenta il punto di contatto più evidente con i cosiddetti “disengaged” britannici, quei consumatori che tendono a rimanere fedeli al proprio fornitore storico senza esplorare le opportunità del mercato. Dal Monitoraggio ARERA¹¹ emerge infatti che le fasce anagrafiche più anziane presentano un tasso di switching significativamente inferiore rispetto alla media nazionale. Inoltre, a differenza del sistema britannico, l'Italia non prevede un tetto massimo per le

⁶ Next Pledge – The tariff that beats the price cap (E.ON Next), <https://www.eonnext.com/tariffs/next-pledge>

⁷ Fuelling Fairness: Five years of the energy price cap (Public First, commissioned by Octopus Energy, February 2024), https://www.publicfirst.co.uk/wp-content/uploads/2024/02/Fuelling-Fairness-final-report_PF_190224-1.pdf

⁸ State of the Market Report (Ofgem), <https://www.ofgem.gov.uk/publications/state-market-report>

⁹ Gas and electricity prices during the ‘energy crisis’ and beyond (House of Commons Library, Research Briefing CBP-9714), <https://commonslibrary.parliament.uk/research-briefings/cbp-9714/>

¹⁰ Retail Market Indicators (Ofgem Data Portal), <https://www.ofgem.gov.uk/retail-market-indicators>

¹¹ Monitoraggio retail – Grafico 19. Tasso di cambio fornitore per fascia di età dei clienti domestici del settore elettrico (ARERA, Relazione 52/2025, pag. 96), <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/25/52-2025-I-com.pdf>

tariffe variabili del mercato libero, né un meccanismo di aggiornamento strutturato paragonabile a quello presente in Regno Unito, almeno per quanto riguarda il gas. In Italia, la componente materia prima nella Maggior Tutela prende a riferimento il PE (un valore trimestrale basato sulle stime dei costi di acquisto sul mercato all'ingrosso, previsti per il trimestre successivo), mentre nella Tutela della Vulnerabilità, la componente CMEM, un indice di mercato a consuntivo. Nel Regno Unito, invece, la quota wholesale è costruita come costo stimato che un fornitore efficiente sostiene per acquistare gas ed elettricità sui mercati all'ingrosso per servire un cliente domestico medio, utilizzando criteri di copertura e finestre di osservazione che attenuano la volatilità rispetto a un'offerta puramente indicizzata a un benchmark spot. Peraltro, sul fronte italiano, il passaggio verso la fine del mercato di Maggior Tutela ha generato paradossi regolatori. Nel settore elettrico, il Servizio a Tutele Graduali (STG) ha offerto prezzi decisamente più competitivi non solo della Maggior Tutela, ma anche della stragrande maggioranza delle offerte nel libero. Paradossalmente, questo beneficio è stato inizialmente riservato ai soli clienti non vulnerabili, creando un disallineamento che ha visto i soggetti potenzialmente più fragili pagare tariffe superiori. Solo tra gennaio e giugno 2025 il sistema è stato corretto, in attuazione della Legge Concorrenza 2024, aprendo le porte del STG anche ai vulnerabili e riequilibrando parzialmente la situazione. Per quanto riguarda il gas, la strategia definita dalla Delibera 100/2023 ha seguito un binario differente: per i clienti non vulnerabili rimasti inerti è stata prevista la transizione automatica verso la "PLACET in deroga", una formula ibrida in cui ARERA definisce gran parte delle condizioni contrattuali, lasciando tuttavia al venditore la libertà di fissare il corrispettivo fisso di commercializzazione. A differenza del settore elettrico, nel gas la tariffa di Tutela non viene più utilizzata come benchmark di mercato, tanto che l'Autorità ha rimosso l'obbligo della scheda di confrontabilità per il gas domestico.

Povertà energetica in un mercato senza price cap

La mancanza non solo di un price cap, ma più in generale di un benchmark strutturale in un settore caratterizzato da marcata asimmetria informativa rappresenta uno dei principali fattori che possono alimentare la povertà energetica indotta. Le analisi di Zavatti evidenziano come l'assenza di un paracadute tariffario per i clienti poco informati (o mal consigliati) nel mercato libero possa tradursi in esborsi non coerenti con l'andamento dei costi della materia prima, esponendo chi non monitora attivamente i propri contratti a condizioni economiche ad elevata marginalità per il fornitore, sia in fase di prima sottoscrizione sia in occasione di rinnovi o novazioni contrattuali. Con le necessarie cautele metodologiche, se si assumessero il Servizio di Maggior Tutela e il Servizio di Tutela della Vulnerabilità come un possibile surrogato di price cap e si applicasse il criterio del rispetto delle soglie massime delle due unità di misura (unit rate e standing charge) alle offerte a prezzo variabile, il risultato sarebbe sorprendente: nessuna offerta gas o luce (venduta senza limitazioni geografiche)

rientrerebbe entro tale perimetro. Allargando invece la soglia alla spesa annua complessiva su cliente tipo – ammettendo quindi qualsiasi combinazione tra quota fissa e quota variabile che tenga la spesa sotto soglia – le offerte "compatibili" salirebbero a 5 nel gas e 4 nella luce su circa millenovecento complessive¹². D'altronde, come già evidenziato dall'articolo di Zavatti, l'ampia dispersione delle offerte non trova giustificazione né nella presenza di servizi aggiuntivi né in una differenziazione sostanziale di altra natura. I dati del Monitoraggio ARERA di gennaio 2025 confermano, in effetti, una realtà articolata in cui la protezione pubblica non intercetta la totalità dei soggetti fragili. Sebbene esistano i servizi di Tutela, una quota significativa di clienti vulnerabili risultava, a settembre 2024, nel mercato libero, con percentuali pari al 26% nel gas e al 28% nell'elettricità. Tali valori superano sensibilmente le quote di chi è rimasto nei regimi protetti (13% nel gas e 11% nell'elettrico), evidenziando come la sfida della protezione effettiva non possa essere affidata esclusivamente agli automatismi regolatori. ARERA ha recentemente introdotto nuove regole per le offerte domestiche con la delibera 386/2025/R/com, con l'obiettivo di semplificare radicalmente la comparazione per i cittadini, affiancandola a nuovi strumenti quali lo Scontrino dell'energia e il rafforzamento del Portale Offerte, nel tentativo di ridurre il divario informativo che ancora oggi lega molti consumatori – inclusi i vulnerabili – a contratti meno competitivi.

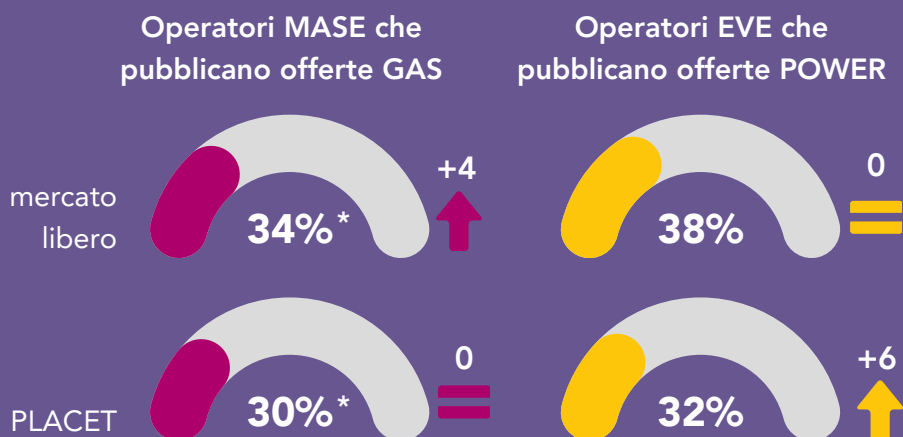
Monitoraggio dei prezzi come alternativa al price cap

Tuttavia, i dati di monitoraggio suggeriscono che la maggiore trasparenza, pur necessaria, non è di per sé sufficiente: il permanere di ampie fasce di clientela inattiva, la persistente attività di telemarketing dai contorni non sempre conformi ai codici di regolazione e la difficoltà nel valutare correttamente il valore economico delle offerte mostrano quanto sia necessario continuare a impegnare risorse per la protezione degli utenti, spesso esposti a esborsi inattesi e talvolta insostenibili, tanto più in un contesto geopoliticamente instabile. E ciò può essere fatto senza ricorrere a strumenti invasivi come il price cap, ad esempio prevedendo il monitoraggio delle componenti di prezzo applicate, sul modello di quanto già introdotto da ARERA per la PFI della PLACET in deroga, destinata ai clienti che non avevano ancora scelto un'offerta nel mercato libero (100/2023/R/COM), per identificare "casi di verificati e ingiustificati aumenti dei prezzi e alterazioni delle condizioni del servizio", secondo quanto previsto dal decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73. Ciò sarebbe realizzabile senza prevedere ulteriori flussi informativi, ma monitorando i prezzi medi comunicati e incrociando nel RCU l'associazione dei codici offerta ai punti di fornitura, così da individuare concretamente i prezzi applicati almeno ai clienti vulnerabili o, più in generale, eventuali condizioni economiche anomale. Infine, l'attenzione regolatoria dovrebbe continuare a concentrarsi sugli operatori soggetti al TIMR, ma estendersi progressivamente anche ai player di minori dimensioni, così da garantire un monitoraggio più completo delle condizioni economiche applicate nel mercato retail.

¹² Fotografia del mercato offerte al 25 febbraio 2026 (database Report Offerte, rilevazione proprietaria)

OPERATORI E OFFERTE NEL PORTALE OFFERTE

Operatori abilitati che pubblicano sul PO



Analisi condotta sugli operatori che pubblicano sul Portale Offerte rispetto al totale dei soggetti abilitati rispettivamente all'albo MASE, all'albo EVE e presenti in almeno un albo. Le frecce e il relativo valore indicano la variazione del numero di operatori che pubblicano offerte rispetto al mese precedente.

(*) Percentuali MASE calcolate sui dati di gennaio 2026.

A1

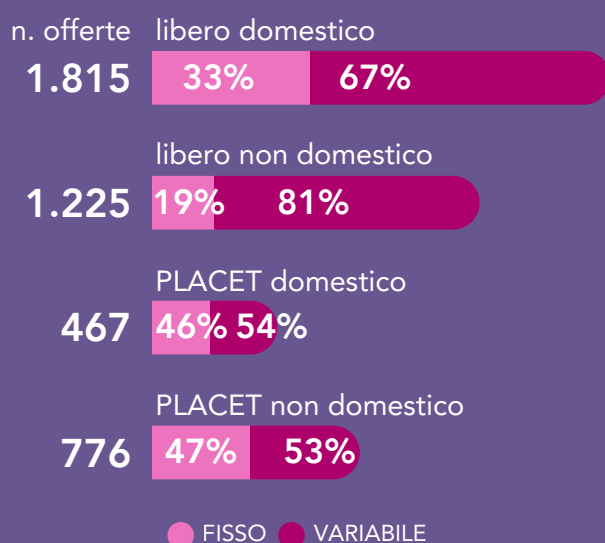
Offerte attive sul PO



Analisi condotta sulle 9.597 offerte. Le frecce e i relativi valori indicano la variazione assoluta per gas e luce rispetto al mese precedente.

A2

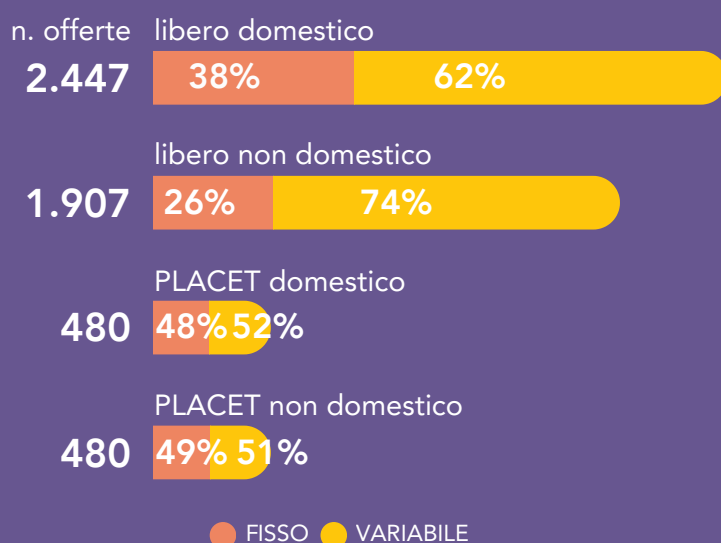
Tipologia offerte GAS



Analisi condotta su 4.283 offerte gas.

A3

Tipologia offerte POWER



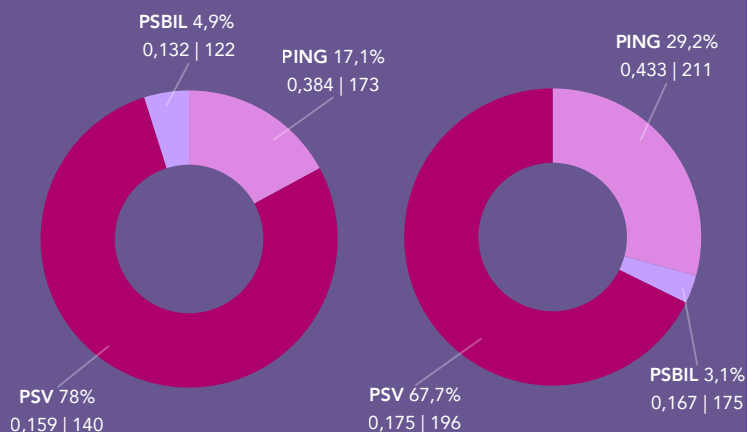
Analisi condotta su 5.314 offerte power.

A4

Offerte variabili GAS

Cliente domestico

Cliente non domestico



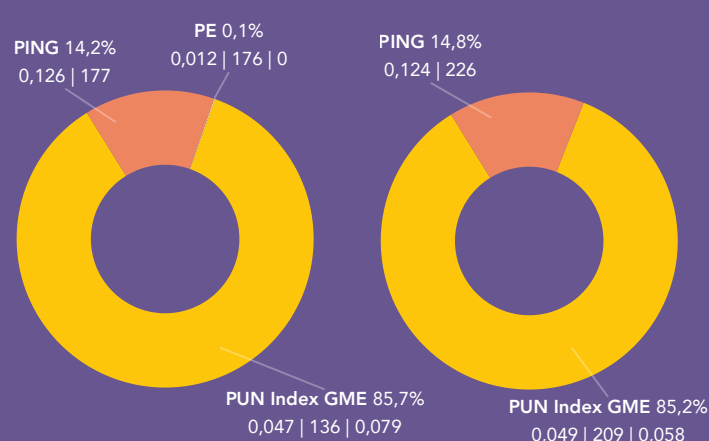
Analisi condotta su 2.876 offerte variabili. Fra le parentesi è indicato, per ciascun indice, l'IC medio in €/Smc e l'ICF medio in €/anno. I grafici non includono le offerte a TTF e a CMEM, numericamente non significative.

A5

Offerte variabili POWER

Cliente domestico

Cliente non domestico

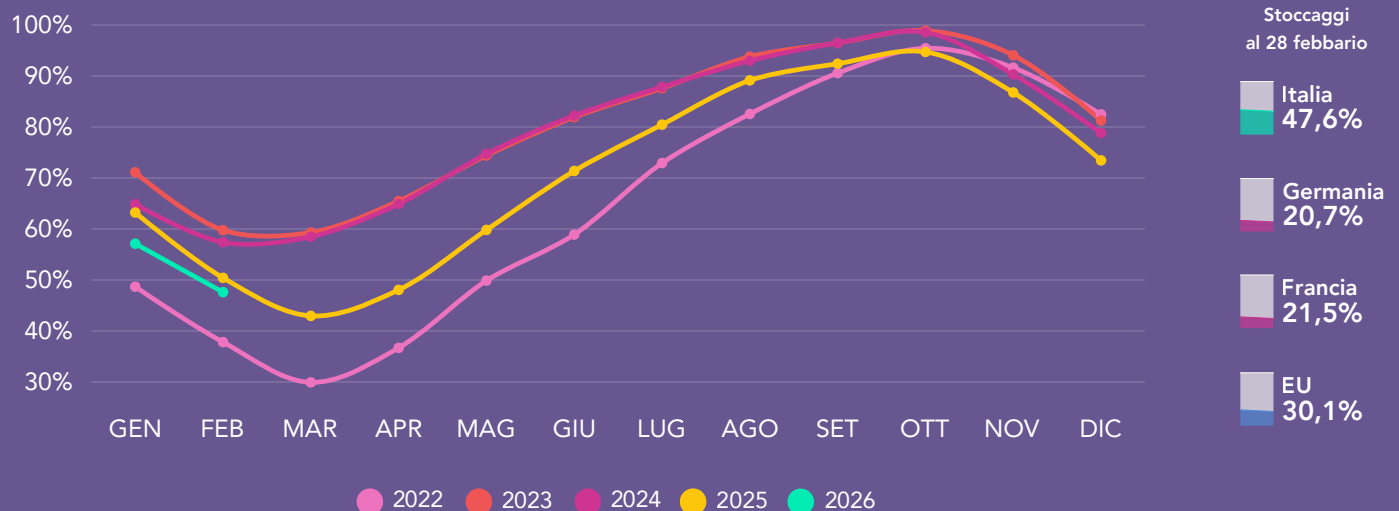


Analisi condotta su 3.439 offerte variabili. Fra le parentesi è indicato, per ciascun indice, l'IC medio in €/kWh, l'ICF medio in €/anno e l'IP medio in €/kW.

A6

ANALISI STOCCAGGI

Gas disponibile negli stoccaggi (Italia)



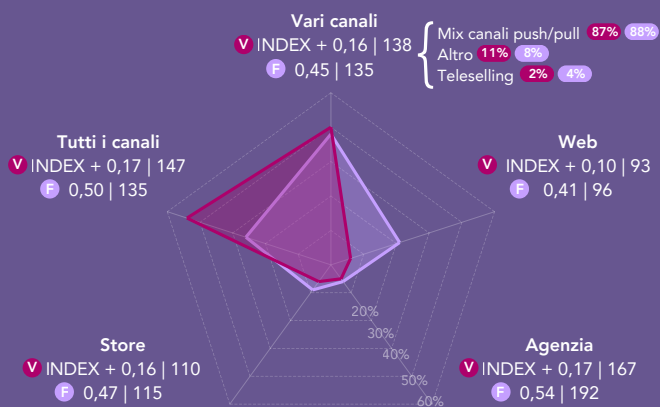
Il grafico rappresenta la percentuale di gas operativo disponibile negli stoccaggi nei periodi da gennaio 2022 a febbraio 2026 (elaborazione su dati GIE AGSI).

B3

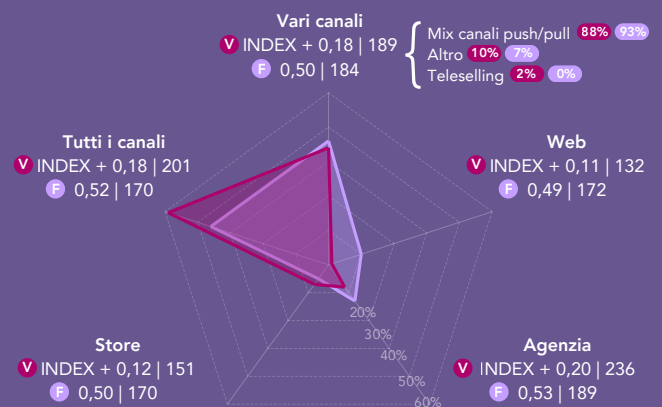
CANALI DI ATTIVAZIONE

Distribuzione canali di attivazione offerte mercato libero GAS

Cliente domestico



Cliente non domestico

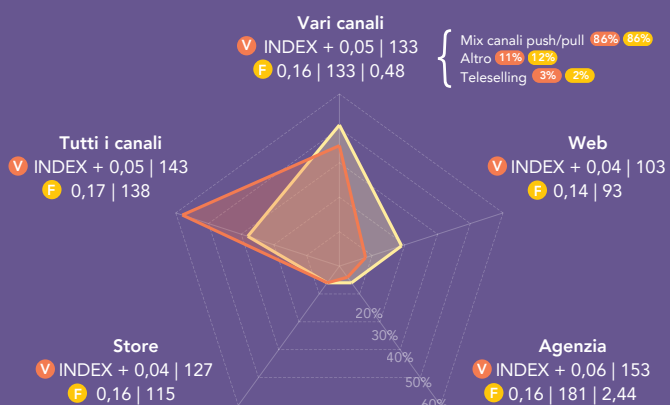


Analisi condotta su 3.040 offerte GAS nel mercato libero. La rappresentazione confronta la distribuzione percentuale dei canali d'acquisizione abilitati nelle offerte a prezzo variabile (V) e in quelle a prezzo fisso (F), con i relativi IC e ICF. La categoria "Altro" include i canali numericamente marginali e le combinazioni fra canali.

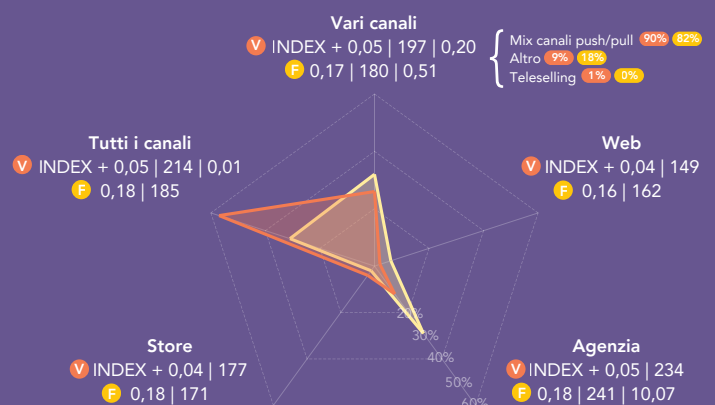
B4

Distribuzione canali di attivazione offerte mercato libero POWER

Cliente domestico



Cliente non domestico



Analisi condotta su 4.354 offerte POWER nel mercato libero. La rappresentazione confronta la distribuzione percentuale dei canali d'acquisizione abilitati nelle offerte a prezzo variabile (V) e in quelle a prezzo fisso (F), con i relativi IC, ICF e IP. La categoria "Altro" include i canali numericamente marginali e le combinazioni fra canali.

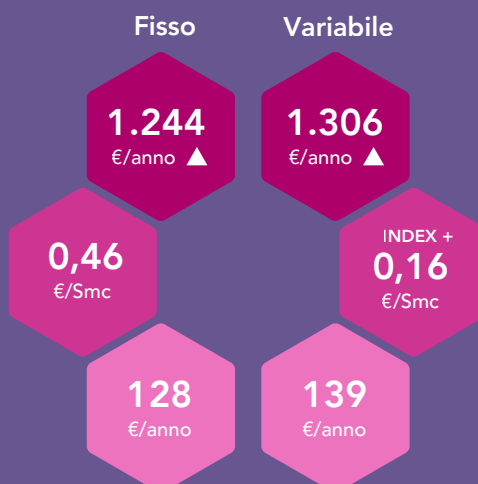
B5

Offerte GAS per cambio fornitore nel mercato libero domestico

Migliori offerte fisse nazionali

- OCTOPUS ENERGY** 4,2/5 4,9/5
Octopus Fissa 12M Gas
1.037 €/anno
0,345 €/Smc | 84 €/anno
- ENGIE ITALIA** 4/5 4,2/5
Energia Punto Fisso Mono - 24 mesi
1.038 €/anno
0,346 €/Smc | 84 €/anno
- E.ON ENERGIA** 2,4/5 4,6/5
E.on Gas Click - Amico new
1.039 €/anno
0,351 €/Smc | 78 €/anno

Valori medi



Migliori offerte variabili nazionali

- ENJOY ENERGY** 4,1/5 3,9/5
SuperPromoWeb Carnevale 2026
997 €/anno
PSBIL + 0,05 €/Smc | 0 €/anno
- YES ENERGY** 4/5 4,9/5
YES EASTER GAS
1.013 €/anno
PSV + 0,03 €/Smc | 48 €/anno
- GALA** 1,8/5 ND
GALA GasPremia 50
1.013 €/anno
PSBIL + 0,02 €/Smc | 58 €/anno

Migliore offerta fissa locale

-
- ACEA ENERGIA** 2,8/5 2,9/5
Acea Fix
982 €/anno
0,314 €/Smc | 72 €/anno
Non attivabile in Sardegna

Migliore offerta variabile locale

-
- VIVI ENERGIA** 2,9/5 4,5/5
VIVicaldo gas
927 €/anno
PSV + 0 €/Smc | 0 €/anno
Attivabile in alcune province (*)

Analisi condotta sulle offerte GAS per cliente domestico aventi i seguenti prerequisiti: attivabili per almeno un giorno per cambio fornitore, nessun obbligo di servizi accessori a pagamento o assimilabili. La spesa annua è calcolata sul cliente tipo domestico in Ambito Centrale (valori Q1 2026). I valori in €/anno sono arrotondati all'intero più vicino.

(*) Vendibile nelle province di Novara, Varese, Como, Milano, Bergamo, Brescia, Verona, Terni, Viterbo, Roma, Lodi, Verbano-Cusio-Ossola, Monza Brianza.

Legenda: Google Trustpilot

C1

Offerte GAS per cambio fornitore nel mercato libero non domestico

Migliori offerte fisse nazionali

- SFERA ENERGIA** 4,6/5 ND
ITALY GREEN POWER 4,3/5 3/5
BUSINESS 35.12 GAS
3.889 €/anno
0,35 €/Smc | 144 €/anno
- ENEL ENERGIA** 3,9/5 4,3/5
Soluzione Gas Impresa New
4.025 €/anno
0,37 €/Smc | 180 €/anno
- ENERGYGAS ITALIA** 4,1/5 4,1/5
GasFriendly Fix Altri usi
4.161 €/anno
0,414 €/Smc | 96 €/anno

Valori medi



Migliori offerte variabili nazionali

- GAS POLLINO** 4/5 ND
ALTRI USI GAS
3 €/anno
PSV + 0,02 €/Smc | 108 €/anno
- SIMECOM** 4,9/5 4,6/5
Simecom EASY CLICK Gas P.IVA
3.860 €/anno
PSV + 0,06 €/Smc | 50 €/anno
- ENEL ENERGIA** 3,9/5 4,3/5
Trend Sicuro Gas Impresa New
3.957 €/anno
PSV + 0,03 €/Smc | 180 €/anno

Migliore offerta fissa locale

Nessuna offerta locale più conveniente della migliore offerta nazionale.

Migliore offerta variabile locale

Nessuna offerta locale più conveniente della migliore offerta nazionale.

Analisi condotta sulle offerte GAS per cliente non dom. aventi i seguenti prerequisiti: attivabili per almeno un giorno per cambio fornitore, nessun obbligo di servizi accessori a pagamento o assimilabili. La spesa annua è calcolata sul cliente tipo non dom. in Ambito Centrale (valori Q1 2026). I valori in €/anno sono arrotondati all'intero più vicino.

Legenda: Google Trustpilot

C2

Offerte POWER per cambio fornitore nel mercato libero domestico

Migliori offerte fisse nazionali

- ITALIA GAS E LUCE** 4,8/5 3,6/5
Sottocosto a prezzo fisso a fasce
583 €/anno
0,129 €/kWh | 18 €/anno
- E.ON ENERGIA** 2,4/5 4,6/5
E.ON LuceClick - Amico new
589 €/anno
0,109 €/kWh | 79 €/anno
- ALPERIA** 2/5 4,6/5
Alperia Smile Easy
608 €/anno
0,121 €/kWh | 66 €/anno

Migliore offerta fissa locale

- 
- CVA ENERGIA** ND ND
CVA 7
577 €/anno
0,120 €/kWh | 36 €/anno
Attivabile in Valle d'Aosta

Valori medi



Migliori offerte variabili nazionali

- ENERGIA LOCALE** ND 2,5/5
Web Luce 2025 - OFFERTA LUCE 600€
591 €/anno
PUN + 0,023 €/kWh | -2 €/anno
- ENJOY ENERGY** 4,1/5 3,9/5
SuperPromoWeb Carnevale 2026
604 €/anno
PUN + 0,027 €/kWh | 0 €/anno
- ITALIA GAS E LUCE** 4,8/5 3,6/5
Sottocosto IGL
607 €/anno
PUN + 0,029 €/kWh | -3 €/anno

Migliore offerta variabile locale

- 
- CVA ENERGIA** ND ND
CVA easyflex
505 €/anno
PUN + 0,022 €/kWh | -80 €/anno
Attivabile in Valle d'Aosta

Analisi condotta sulle offerte POWER per cliente domestico aventi i seguenti requisiti: attivabili per almeno un giorno per cambio fornitore, nessun obbligo di servizi accessori a pagamento o assimilabili. La spesa annua è calcolata sul cliente tipo domestico (valori Q1 2026) considerando anche l'IP medio.

I valori in €/anno sono arrotondati all'intero più vicino.

Legenda: Google Trustpilot

D1

Offerte POWER per cambio fornitore nel mercato libero non domestico

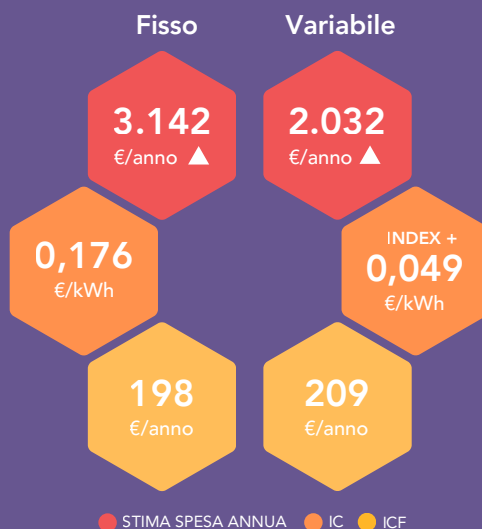
Migliori offerte fisse nazionali

- +ENERGIA** 3,5/5 2,7/5
POWER FIX AZIENDA
2.586 €/anno
0,131 €/kWh | 120 €/anno
- ENERGYGAS ITALIA** 4,1/5 4,1/5
EnergyFriendly Altri Usi Fix
2.637 €/anno
0,138 €/kWh | 96 €/anno
- ITALY GREEN POWER** 4,3/5 3/5
SFERA ENERGIA 4,6/5 ND
110 E LODE - Business
2.656 €/anno
0,132 €/kWh | 180 €/anno

Migliore offerta fissa locale

- 
- CVA ENERGIA** ND ND
CVA setteAnni sicura
2.408 €/anno
0,120 €/kWh | 45 €/anno
Attivabile in Valle d'Aosta

Valori medi



Migliori offerte variabili nazionali

- TIRRENIA ENERGIA** ND ND
Var energia altri usi LL
2.545 €/anno
PUN + 0,022 €/kWh | 1 €/anno
- SUNITALY ENERGY** ND ND
Sunitaly Energy Business 7
2.546 €/anno
PUN + 0,019 €/kWh | 32 €/anno
- BE ONE** ND ND
Offerta Zero AU
2.613 €/anno
PUN + 0,022 €/kWh | 70 €/anno

Migliore offerta variabile locale

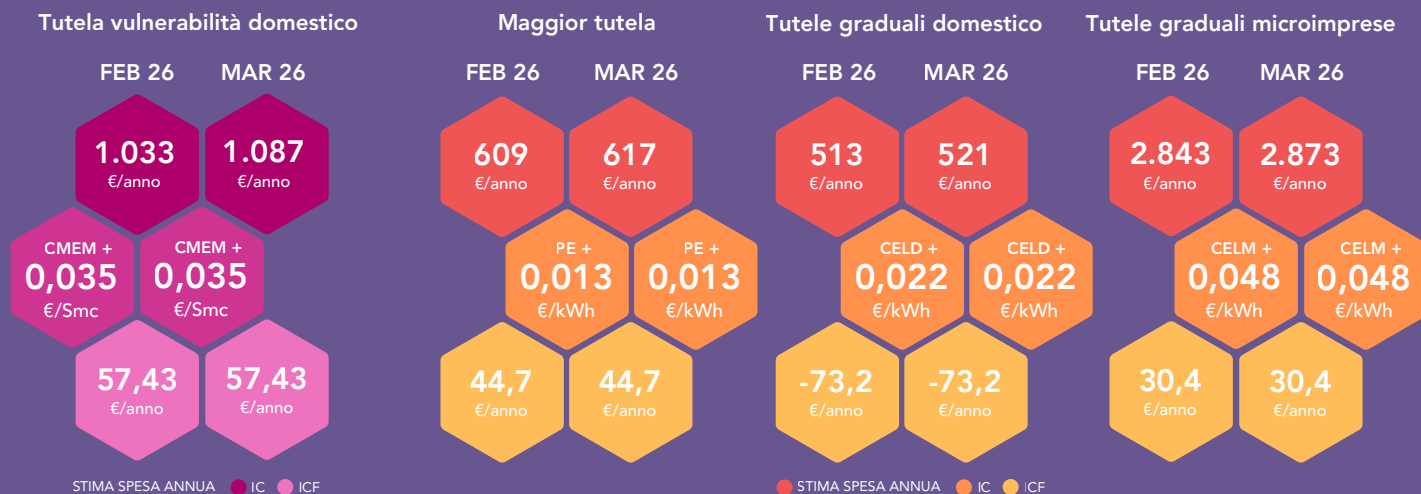
- 
- CVA ENERGIA** ND ND
CVA easyflex
2.513 €/anno
PUN + 0,022 €/kWh | -30 €/anno
Attivabile in Valle d'Aosta

Analisi condotta sulle offerte POWER per cliente non domestico aventi i seguenti requisiti: attivabili per almeno un giorno per cambio fornitore, nessun obbligo di servizi accessori a pagamento o assimilabili. La spesa annua è calcolata sul cliente tipo non domestico (valori Q1 2026). considerando anche l'IP medio. I valori in €/anno sono arrotondati all'intero più vicino.

Legenda: Google Trustpilot

D2

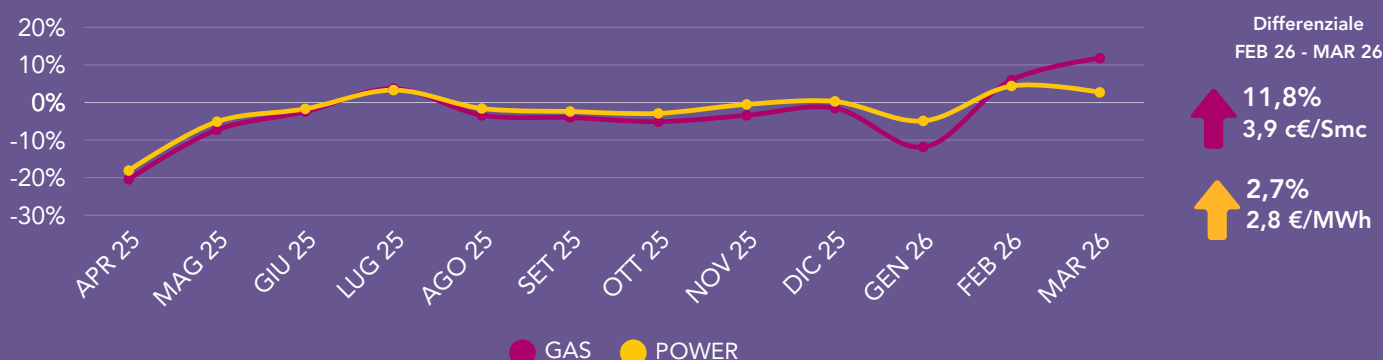
Valori cliente tipo tutela vulnerabilità, maggior tutela e tutele graduali



La spesa annua della Tutela della vulnerabilità è calcolata sul cliente tipo gas domestico in Ambito Centrale, quella della Maggior Tutela e della Tutela Graduale domestica sul cliente tipo power domestico, quella della Tutela graduale delle microimprese sul cliente tipo power non domestico (valori Q1 2026).

E1

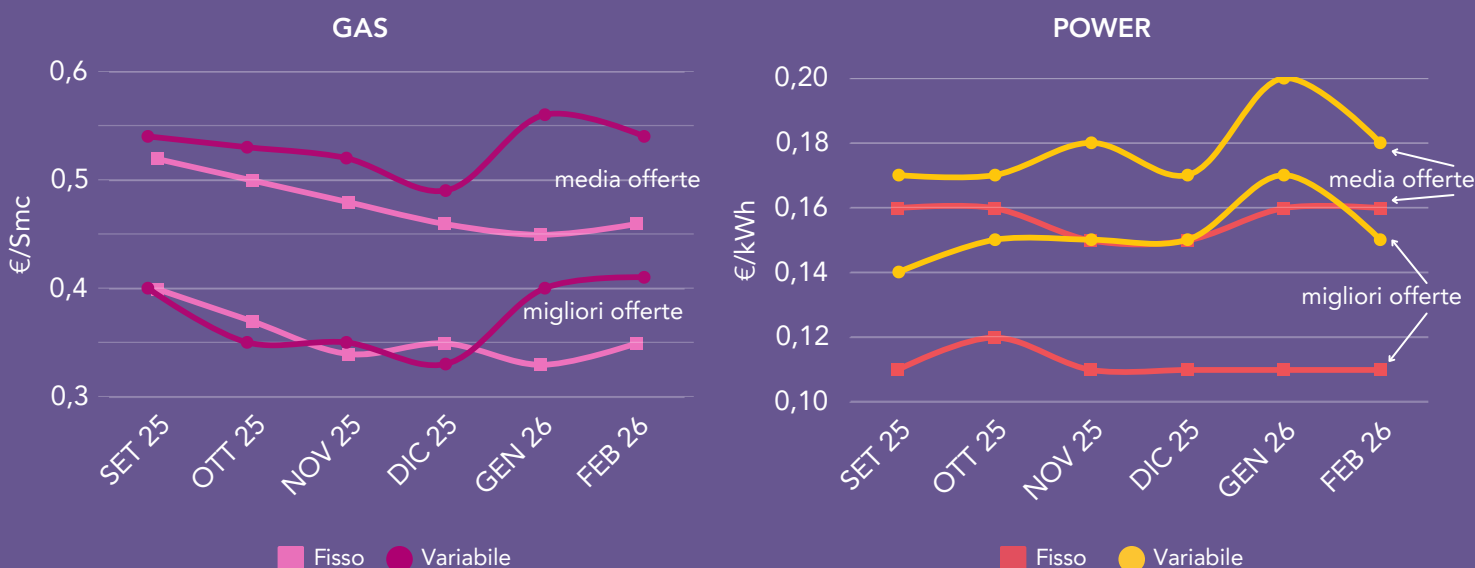
Differenziale quotazioni previsionali



Il differenziale replica la variazione mensile dei previsionali degli indici gas e power, derivandola dai valori di spesa annua della Tutela. Lo scostamento di un previsionale rispetto al mese precedente può aiutare a comprendere se gli operatori dei mercati delle commodity stiano confermando le aspettative sull'andamento dei prezzi all'ingrosso (quando il differenziale tende allo zero) o, al contrario, rivalutando gli scenari alla luce di nuove dinamiche economiche, geopolitiche o settoriali emerse nel frattempo.

E2

Confronto storico prezzi fissi e prezzi variabili sul PO



Le rappresentazioni raffigurano l'andamento degli IC delle offerte fisse e variabili GAS e POWER negli ultimi 6 mesi, distinte per valori medi di mercato e tariffe più competitive. Per le offerte variabili vengono presi come riferimento gli indici PSV e PUN (al lordo delle perdite, su fasce orarie ponderate con pesi percentuali standard).

E3

METODOLOGIA

Il presente report analizza le offerte vendibili singolarmente (non dual) pubblicate sul Portale Offerte con almeno un giorno di visibilità nel periodo di riferimento. Per ciascun operatore viene selezionata esclusivamente l'offerta più competitiva, applicando, in caso di parità economica tra più offerte dello stesso operatore, un criterio di prevalenza basato sulla maggiore durata contrattuale o, in subordine, sull'ordine cronologico di pubblicazione. L'esclusione si estende alle offerte oscurate, nonché alle offerte pubblicate che presentano errori manifesti, eventualmente accertabili attraverso la loro successiva ripubblicazione con contenuti rettificati. Le offerte locali entrano nel ranking solo se la spesa annua stimata è inferiore a quella della migliore offerta nazionale (rev. 05/02/2026).

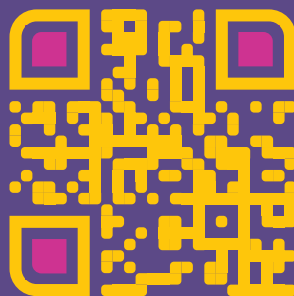
DEFINIZIONI

Di seguito si riportano le definizioni della terminologia più frequente. L'elenco e le definizioni non esauriscono la complessità della materia. Si raccomanda la lettura e l'interpretazione con professionisti in grado di comprendere nel dettaglio i concetti tecnici e gli approfondimenti presentati in questo report.

- ❖ **Operatori MASE:** elenco dei soggetti abilitati alla vendita di gas naturale ai clienti finali, gestito dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica. Il report considera solo le società abilitate alla vendita di gas naturale.
- ❖ **Operatori EVE:** elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali, gestito dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.
- ❖ **Soggetti TIMR:** esercenti la vendita al dettaglio che forniscono più di 50.000 punti di prelievo e/o di riconsegna.
- ❖ **Stima spesa annua:** stima della spesa su base annua così come definita dai criteri di calcolo di cui all'articolo 17 dell'Allegato A, deliberazione 51/2018 per il cliente tipo.
- ❖ **Spesa materia:** stima della spesa su base annua della sola materia gas naturale (senza Oneri di sistema e Trasporto e gestione contatore) così come definita dai criteri di calcolo di cui all'articolo 17 dell'Allegato A, deliberazione 51/2018 per il cliente tipo.
- ❖ **Spesa energia:** stima della spesa su base annua della sola materia energia power (senza Oneri di sistema e Trasporto e gestione contatore) così come definita dai criteri di calcolo di cui all'articolo 17 dell'Allegato A, deliberazione 51/2018 per il cliente tipo.
- ❖ **ICF:** costo fisso anno, calcolato come sommatoria di tutti i corrispettivi unitari relativi alla materia prima energia/materia gas naturale in termini di €/anno.
- ❖ **IC:** costo per consumi, calcolato come la sommatoria di tutti i corrispettivi unitari relativi alla materia prima energia, in €/kWh, e, per la materia gas, in €/Smc.
- ❖ **IP:** costo per potenza impegnata (energia elettrica) calcolato come la sommatoria di tutti i corrispettivi unitari relativi alla materia prima energia in €/kW.
- ❖ **Cliente tipo domestico:** per il GAS si intende utenza di tipo domestico, ambito centrale, contatore tipo <G6, consumo 1400 Smc/anno; per il POWER si intende utenza di tipo domestico residente, potenza 3 kW e consumo 2700 kWh/anno.
- ❖ **Cliente tipo non domestico:** per il GAS si intende: utenza di tipo non domestico, ambito centrale, contatore tipo G10-G40, consumo 5000 Smc/anno; per il POWER si intende: utenza di tipo non domestico, potenza 10 kW e consumo 10000 kWh/anno.
- ❖ **Tutela della vulnerabilità:** è la fornitura di gas a condizioni economiche e contrattuali stabilite dall'Autorità, destinata esclusivamente ai clienti domestici identificati come vulnerabili ai sensi del decreto-legge 115/22.
- ❖ **Maggior tutela:** è la fornitura di energia elettrica a condizioni economiche e contrattuali regolate dall'Autorità, destinato esclusivamente ai clienti domestici vulnerabili che non hanno un venditore nel mercato libero.
- ❖ **Servizio a tutele graduali domestico:** è la fornitura di energia elettrica che dall'1 luglio 2024 è riservata ai clienti domestici diversi dai clienti vulnerabili, che non hanno un contratto di mercato libero.
- ❖ **Servizio a tutele graduali microimprese:** è rivolto a a) microimprese (meno di 10 dipendenti e fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro) titolari di soli punti di prelievo con potenza contrattualmente impegnata non superiore a 15 kW, b) clienti non domestici diversi dalle microimprese titolari di soli punti di prelievo con potenza contrattualmente impegnata non superiore a 15 kW che non hanno un fornitore sul mercato libero.

Il Report Offerte è realizzato da

enelab
Energy Expertise Laboratory



Se il numero di febbraio del Report Offerte ti è piaciuto, lascia un like o scrivi un commento [qui](#).



ISSN 3035-3386



9 773035 338004

Licenza Creative Commons Attribuzione 4.0 Internazionale (CC-BY)

Report Offerte | Responsabile intellettuale: Enelab Srl, via Traversa Fiorentina 10, 59100 Prato.

Pubblicazione digitale a cadenza mensile disponibile su www.enelab.it/report. Il numero di marzo è stato pubblicato in data 05/03/2026.

(*) Nella raffigurazione in copertina: una portaerei incrocia una metaniera, metafora di un'epoca in cui l'energia diventa leva strategica quanto la forza militare.